

Значения пористости и проницаемости варьируются: для фаций III типа – от 17,4 до 19,6 и от  $1,3 \cdot 10^{-3}$  до  $5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> соответственно. Для IV типа – пористость составляет от 15,7 до 17,4 %, проницаемость – от  $0,5 \cdot 10^{-3}$  до  $1,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Для V типа – пористость составляет <15,7 %, проницаемость < $0,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Учитывая все сложности условий осадконакопления, можно сделать вывод, что для исследуемого участка пласта АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup> относительно всей площади месторождения необходимо провести дополнительное исследование фильтрационных параметров, в том числе с применением индикаторного метода исследований.

Индикаторный (трассерный) метод основан на введении в нагнетательную скважину меченой искусственным индикатором жидкости. Происходит оттеснение к контрольным добывающим скважинам меченой жидкости путем непрерывной подачи воды в контрольную нагнетательную скважину. Одновременно начинается наблюдение за добывающими скважинами, производится отбор проб. В ходе изучения изучаемой территории были построены сравнительные карты распределения фильтрационных параметров по данным ГИС, а также согласно результатам трассерных исследований. Исходя из результатов индикаторных исследований, можно сделать вывод, что фильтрационные свойства пласта-коллектора в межскважинном пространстве нагнетательной скважины различны – отсутствует радиальность заводнения. Для оценки в межскважинном пространстве фильтрационно-ёмкостных свойств наиболее информативными и детальными являются методы, показывающие непосредственный процесс фильтрации жидкости в пластовых условиях. Одним из наиболее детальных методов изучения межскважинного пространства является индикаторный (трассерный) метод исследования, который наглядно показывает, как происходит распределение нагнетаемой жидкости по пласту. Это необходимо для предотвращения обводнения добывающих скважин и равномерного распределения нагнетаемой жидкости по пласту.

Таким образом, результаты трассерных исследований позволяют определить скважины-кандидаты для проведения на них мероприятий по выравниванию профиля проницаемости (ВПП). Технология ВПП основана на периодической закачке в нагнетательные скважины композиции химических реагентов вязкоупругого состава. В течение определенного времени происходит образование геля, уменьшающего поглощение воды высокопроницаемыми каналами и вовлечение в работу нефтенасыщенных слоев пониженной проницаемости. При дальнейшем закачивании в пласт воды происходит постепенное растворение геля, что приводит к загущению и созданию остаточного фактора сопротивления для последующей фильтрации закачиваемой воды.

В заключение стоит отметить, что в сложных геологических условиях необходимо проводить комплексное изучение территории, в том числе, отслеживая изменения текущих параметров разработки. Индикаторный метод – один из наиболее эффективных методов обнаружения высокопроницаемых каналов. Зная распределение ФЕС не только в скважине, но и в межскважинном пространстве, возможно быстро и качественно проводить изоляцию промытых зон – предотвращая обводнение добывающих скважин.

#### Литература

1. Волков В.А. К вопросу о механизме образования неокомских клиноформ Западной Сибири // Вестник Недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2014. – №26.
2. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литологический аспект / Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, В.С. Сафонов и др.; Науч. ред. акад. А.А. Трофимук. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. – 252 с.
3. Фациально-палеогеоморфологические условия формирования песчаных тел клиноформ-циклитов Приобской зоны нефтенакопления / Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, А.И. Кобышев и др. // Геология нефти и газа. – М., 1995. – №5. – С. 11–16.

### ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ГОРИЗОНТА Ю1 В ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ СРЕДНЕВАСЮГАНСКОГО МЕГАВАЛА НА ПРИМЕРЕ МЫЛЬДЖИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**В.И. Воробьёв, В.А. Роотс**

Научный руководитель доцент Недоливно Н.М.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области (рис. 1) и, согласно нефтегазогеологическому районированию, относится к Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Месторождение находится в окружении таких месторождений как Ключевское, Средненюрольское, Верхнесалатское, Южно-Мыльджинское. В тектоническом плане Мыльджинское месторождение располагается в пределах южной части центральной Западно-Сибирской складчатой системы герцинского возраста. Согласно «Тектонической карте юго-востока Западно-Сибирской плиты», Мыльджинский вал по отложениям осадочного чехла находится на востоке Средневасюганского мегавала, на границе с Усть-Тымской впадиной.

Продуктивность месторождения связывается с отложениями юрской системы, которая, в соответствии с региональной стратиграфической шкалой, представлена средним и верхним отделами, объединяющими тюменскую, васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты. Основной объект разработки на месторождении – позднеюрский горизонт Ю<sub>1</sub> – соответствует верхневасюганской подсвите, с постепенными переходами сменяющей мелководно-морские алевритоглинистые отложения нижневасюганской подсвиты. Горизонт перекрывается морскими глинистыми породами георгиевской и относительно-глубоководными битуминозными аргиллитами баженовской свиты.

Сложная история формирования верхневасюганской подсвиты обусловила чередование в разрезе песчаных, алевритовых и глинистых пород различного генезиса (от мелководно- и прибрежно-морских до континентальных),

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И  
РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

содержащих прослои каменного угля (сверху вниз по разрезу проиндексированные как  $Y_1^0$ ,  $Y_1$ ,  $Y_1^A$ ,  $Y_1^B$ ,  $Y_1^B$ ) различной толщины и степени выдержанности (рис. 2). Расчленение разреза проведено по кровле угольных пластов.

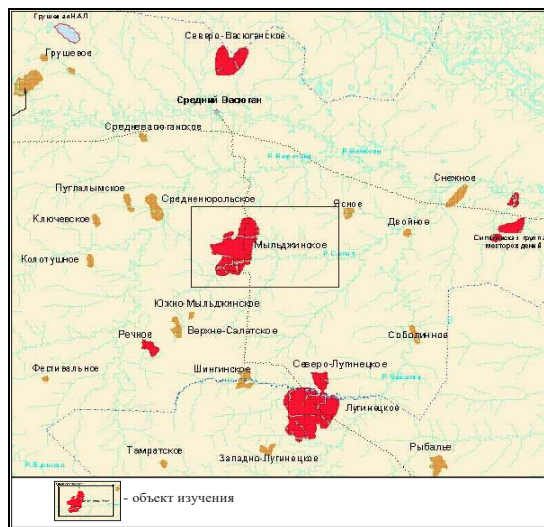
В разрезе выделены 3 толщи:

- надугольная – от подошвы георгиевской свиты до кровли угля У<sub>1</sub> (в составе которой прослеживаются прибрежно-морские песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>);

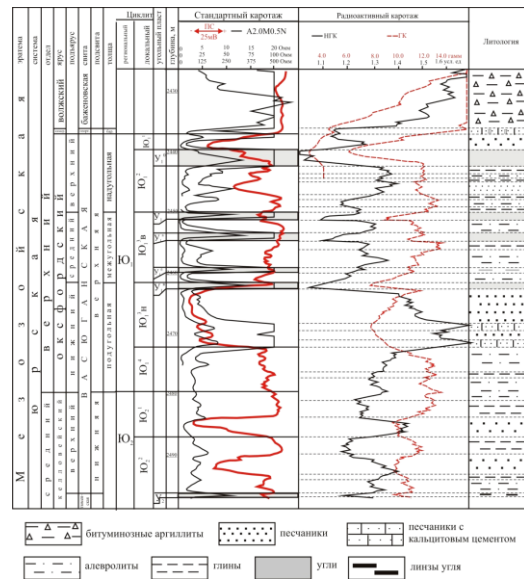
- межугольная – от кровли угля У<sub>1</sub> до кровли У<sub>1</sub><sup>в</sup> (с невыдержанными континентального генезиса песчаными пластами Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3с</sup>);

- подугольная – от кровли  $Y_1^B$  до подошвы нижневасюганской подсвиты (с двумя песчаными пластами  $Y_{01}^{3H}$  и  $Y_{01}^{4H}$  прибрежно-морского происхождения).

Горизонт Ю<sub>1</sub> отражает сложную историю формирования позднеюрских осадков и регрессивно-трансгрессивный этап осадконакопления. При его пространственном расположении просматриваются черты унаследованности морфологии дна нижневасюганского бассейна осадконакопления. На востоке и северо-востоке площади рельеф имел более приподнятые формы, что обусловило накопление песчаных, алевитово-песчаных, алевитовых осадков, в основном характерных для присводово-склоновых типов фаций [3].



*Рис. 1 Расположение Мыльджинского месторождения*



*Рис. 2 Схема расчленения и литолого-геофизический разрез среднерхнеюрских отложений Мылдзинского месторождения (по скважине 37Р)*

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> имеет регрессивное происхождение, сформирован на фоне отступления моря и уменьшения глубины бассейна седиментации. В основании он сложен глинисто-алевритовыми отложениями, переходящими в алевриты, иногда с прослоями мелкозернистых песчаников (в кровле).

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup> (нижний) формировался на фоне расширяющейся регрессии, отступления моря, обмеления морского бассейна и приближения береговой линии. Он сложен хорошо выраженными песчаниками с глинистым, иногда кальцитовым цементом. Вверх по разрезу песчаники сменяются маломощными пластами алевролитов, переходящих в глинистые породы. Далее эти отложения перекрываются угольным пластом У<sub>1</sub><sup>Б</sup>.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup> (верхний) формировался в континентальных условиях. Он представлен чередованием песчано-алевритовых, глинистых и углисто-глинистых отложений. В кровле циклита выделяется мощный (средняя толщина около 1 м) угольный пласт У<sub>1</sub>.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> формировался при трансгрессии моря на сушу. Он представлен в основании песчаниками и песчано-алевролитовыми отложениями, вверх по разрезу сменяющимися алевритоглинистым переслаиванием и глинами.

Пласт Ю<sup>1</sup> формировался при усилении трансгрессии. Он сложен преимущественно песчано-алевритовыми и глинистыми отложениями, с хорошо выраженными прослоями глин толщиной от 0,3 до 2 метров.

## Литература

1. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Ковалева Н.П. Особенности формирования песчаных тел в средневасюганских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений. – Новосибирск, 1984. – С. 23–32.
2. Ежова А.В., Тен Т.Г., Полумогина Е.Д., Сердюк З.Я. Условия образования верхнеюрских отложений на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении // Материалы региональной конференции геологов Сибири Дальнего Востока и Северо-Востока России / Глав. редактор А.В. Комаров. – Томск, 2000. – Т. 1. – С. 218–221.
3. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 142 с.